

Dipl.-Ing. (FH) Marco Wilke | Mathias Röper, M. Eng. | Dr.-Ing. Stefan Bofinger

SONNWINN

Netzwerk unabhängiger Gutachter für Photovoltaik und Stromspeicher

BLENDGUTACHTEN

PVA LOCHMÜHLE

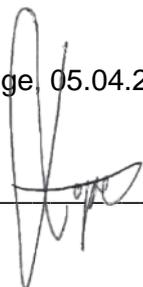
VERSION 1.1

Bearbeitet:

Sachverständiger für Photovoltaik
Mathias Röper, M. Eng.

Achter de Schün 1
25436 Moorrege
+49 (0) 4122 509100
mathias.roeper@sonnwin.de
www.sonnwin.de

Moorrege, 05.04.2023

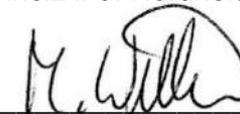


Review:

Sachverständiger für Photovoltaik
Dipl.-Ing. (FH) Marco Wilke

Riesenweg 9
21244 Buchholz in der Nordheide
+49 (0) 4181 2326110
marco.wilke@sonnwin.de
www.sonnwin.de

Buchholz i. d. Nordheide, 05.04.2023



Revisionstabelle

Version	Änderung	Datum	Name
1.1	Anpassung des Gemeindepnamens	05.04.2023	Mathias Röper
1.0	Erste Fassung	05.04.2023	Mathias Röper

Das Gutachten ist nur in seiner aktuellen Fassung gültig.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
1.1	Fragestellung	3
1.2	Haftungsausschluss	3
1.3	Datengrundlage.....	3
1.4	Methodik	3
2	Anlagenbeschreibung.....	4
3	Zusammenfassung der Ergebnisse	6
4	Grundlagen	7
4.1	Blendwirkung von Modulen	7
4.2	Modellierung der Reflexionen.....	9
5	Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen.....	10
5.1	Übersicht.....	10
5.2	Erläuterung der Auswertungsmethodik.....	11
5.3	Ergebnisse	13
5.3.1	Observationspunkt 1	13
5.3.2	Observationspunkt 2	13
5.3.3	Observationspunkt 3	14
6	Blendwirkungen auf den Straßenverkehr.....	15
6.1	Übersicht.....	15
6.2	Erläuterung der Auswertungsmethodik.....	16
6.3	Ergebnisse	18
6.3.1	Bundesstraße B 260.....	18
7	Literaturverzeichnis	19
	Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT	20

Abkürzungsverzeichnis

LAI.....	<i>Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz</i>
LKW	<i>Lastkraftwagen</i>
MEZ	<i>mitteleuropäische Normalzeit</i>
PKW.....	<i>Personenkraftwagen</i>
PVA.....	<i>Photovoltaikanlage</i>

1 Einleitung

Die Partnerschaftsgemeinschaft PLANUNGSBÜRO HENDEL + PARTNER (Auftraggeber) hat Herrn Mathias Röper, Sachverständiger für Photovoltaik, beauftragt, die möglichen Blendwirkungen der geplanten „PVA Lochmühle“ in 65388 Schlangenbad zu untersuchen und zu bewerten. Das vorliegende Gutachten wurde zusätzlich von Herrn Marco Wilke, Sachverständiger für Photovoltaik, in externer Zuarbeit geprüft (Review).

1.1 Fragestellung

Es gilt zu klären, ob die Solarmodule der geplanten Photovoltaikanlage (PVA) das Sonnenlicht derart reflektieren, dass es zu erheblichen Belästigungen in/an umliegenden Gebäuden oder zu unzumutbaren Beeinträchtigungen für den umliegenden Straßenverkehr (auf relevanten Verkehrswegen) durch Blendwirkungen kommt. Das vorliegende Gutachten zielt darauf ab, diese Frage zu beantworten und darzustellen, ob und in welcher Häufigkeit solche Blendwirkungen auftreten können.

1.2 Haftungsausschluss

Dieser Bericht wurde ausschließlich für den Gebrauch des Auftraggebers und in dessen Auftrag erstellt. Die Berechnungen und Auswertungen erfolgten nach bestem Wissen und Gewissen. Trotz sorgfältiger Durchführung können Fehler oder Irrtümer nicht vollständig ausgeschlossen werden. Für Folgeschäden, die aus der Nutzung des Gutachtens resultieren, wird keine Haftung übernommen. Die Haftung für Schadensersatz bei grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz bleibt unberührt. Bei Weitergabe des Gutachtens an Dritte darf dieses weder verändert noch bearbeitet werden. Eine Haftung gegenüber Dritten, die sich den Inhalt dieses Gutachtens zunutze machen, ist grundsätzlich ausgeschlossen.

1.3 Datengrundlage

Tabelle 1: Verwendete Daten/Informationen und ihre Quellen

Information/Daten	Quelle
Angaben zur geplanten PVA	Auftraggeber
Umliegende Straßenverläufe	Google Earth Pro, OpenStreetMap
Umliegende Vegetation	
Umliegende Bebauung	
Höhenmodell (DGM1)	Hessische Verwaltung für Bodenmanagement und Geoinformation

1.4 Methodik

Nach Angaben der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) hat der Gesetzgeber bisher keine Regelungen zur Ermittlung und Beurteilung der immissionsschutzrechtlichen Erheblichkeitsgrenzen für Lichtimmissionen erlassen [1]. Die LAI hat jedoch mit dem Dokument „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ (im Folgenden LAI-Leitfaden genannt) einen Leitfaden zur Verfügung gestellt, der im Anhang 2 Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung von PVA-bedingten Blendwirkungen enthält [1]. Die Methodik des Gutachtens zur Bewertung von PVA-bedingten Blendwirkungen auf schutzbedürftige Räume basiert auf dem LAI-Leitfaden.

Vorgaben zur Bewertung der Blendwirkungen von Photovoltaikanlagen auf den Straßenverkehr sind in keiner Norm, Leitlinie oder sonstigen Regelwerken definiert bzw. standardisiert und werden auch im LAI-Leitfaden nicht thematisiert. Die Bewertung der Blendwirkungen auf die umgebenden Verkehrswege erfolgte daher auf der Grundlage wissenschaftlicher Erkenntnisse und etablierter Verfahren, die in diesem Bericht an entsprechender Stelle dargestellt werden.

2 Anlagenbeschreibung

Die geplante Photovoltaikanlage (PVA) befindet sich in der Gemeinde Schlangenbad (PLZ: 65388) im Rheingau-Taunus-Kreis in Hessen. Die PVA stellt eine Freiflächenanlage dar. Abbildung 1 zeigt den Grundriss und Abbildung 2 zeigt das Layout der PVA. Westlich der Anlage verläuft die Bundesstraße B 260.

Folgende Tabelle führt relevante Anlagenparameter auf.

Tabelle 2: Relevante Anlagenparameter

Anlagenparameter	Angabe
Größe des Plangebiets	ca. 2,8 ha
Modulausrichtung (Azimut)	200° Süd
Modulunterkante	ca. 80 cm
Moduloberkante	ca. 2,2 m
Modulneigung	15°
Geokoordinaten (Breite, Länge)	50.085294°, 8.113147°



Abbildung 1: Grundriss des PVA-Geländes - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

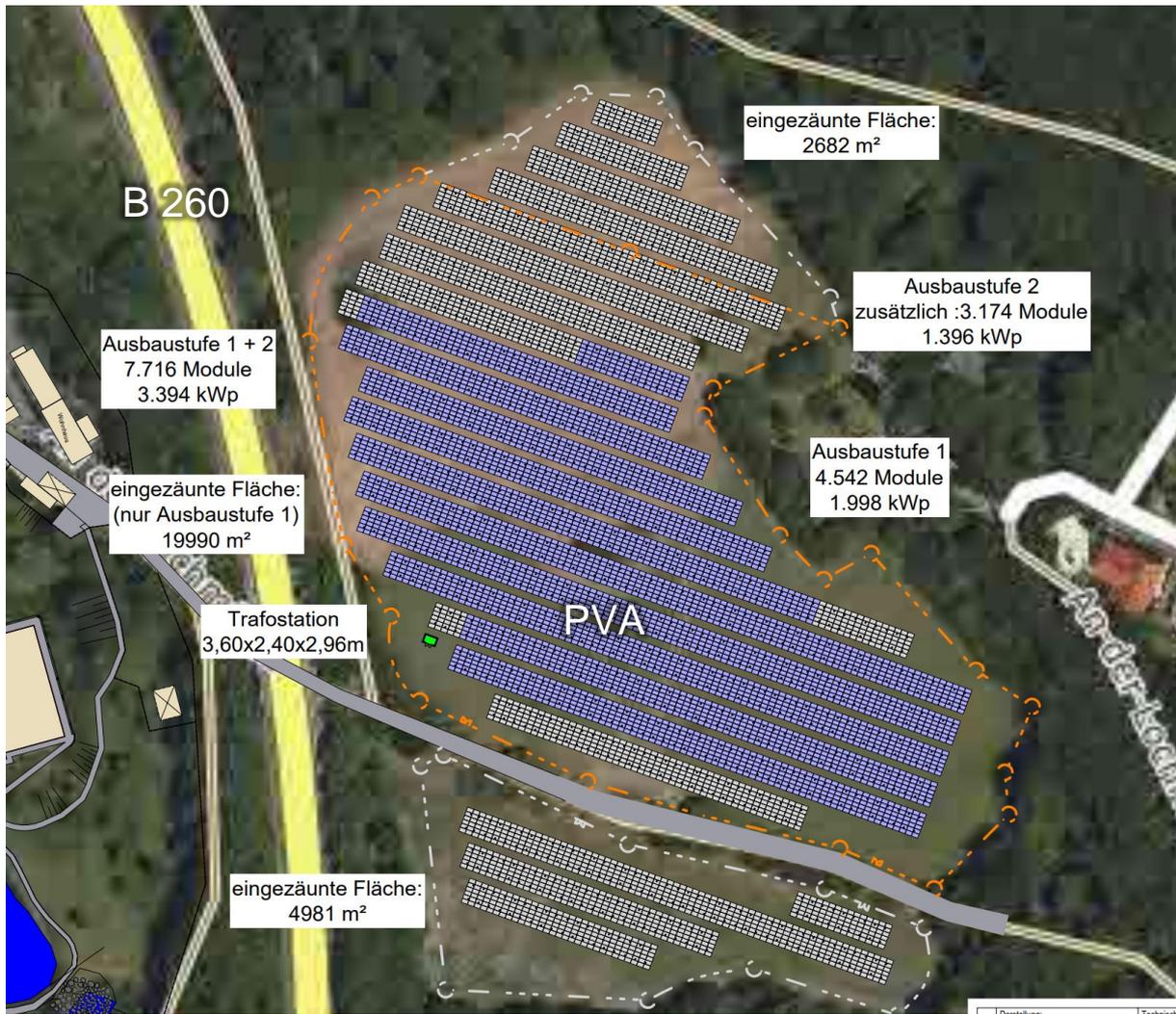


Abbildung 2: Anlagenlayout – Quelle: Auftraggeber

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse des vorliegenden Gutachtens zusammengefasst wiedergegeben. Detaillierte Darstellungen der Sachverhalte, Informationen bzgl. der Auswertungen und zugrundeliegende Daten/Annahmen können den entsprechenden Kapiteln entnommen werden.

Immissionsschutz

Die geplante Photovoltaikanlage wird keine signifikanten Belästigungen durch Blendwirkungen oder Lichtimmissionen in/an schutzwürdigen Räumen in der Umgebung verursachen. Die Grenzwerte gemäß des LAI-Leitfadens werden eingehalten.

Verkehrssicherheit

Als bedeutsamer Verkehrsweg wurde die Bundesstraße B 260 im Westen der Photovoltaikanlage identifiziert. Die Simulation hat ergeben, dass Fahrzeugführer auf der B 260 keine Blendwirkungen im relevanten Sichtfeld erfahren werden.

Fazit

Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die geplante Photovoltaikanlage aus blendungsschutztechnischer Perspektive in Einklang mit ihrer Umgebung realisiert werden kann.

4 Grundlagen

4.1 Blendwirkung von Modulen

Ein Photovoltaikmodul besteht aus einer Vielzahl von Solarzellen, die das Sonnenlicht in elektrische Energie umwandeln. Zur Stabilisierung und zum Schutz vor Witterungseinflüssen befinden sich diese in der Regel hinter einer Glasscheibe (Modulglas). Das Modulglas ist maßgeblich für die Blendwirkung verantwortlich. Da die Menge der erzeugten elektrischen Energie proportional zur Einstrahlungsstärke des Sonnenlichts ist, versuchen die Modulhersteller die Reflexionen am Modul zu minimieren - denn je geringer die Reflexionen, desto höher der Ertrag. Aus diesem Grund besitzt das Modulglas in der Regel eine spezielle Oberflächentexturierung und eine so genannte Antireflexschicht. Beides sorgt dafür, dass möglichst viel Licht auf die Solarzellen trifft und nicht durch Reflexionen verloren geht [2].

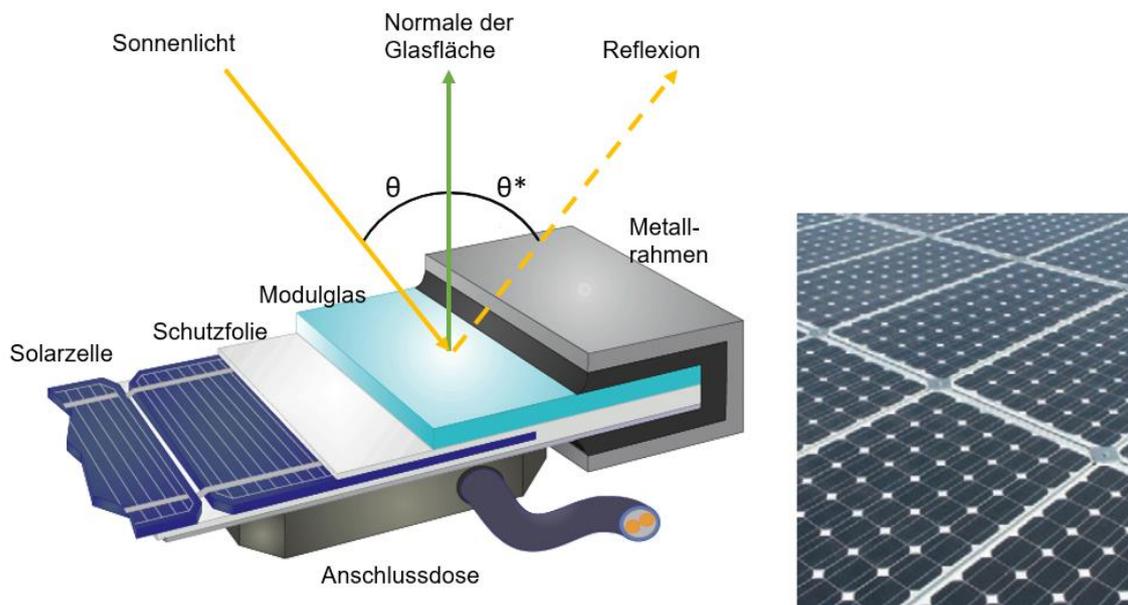


Abbildung 3: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“
– Quelle: [3] (modifiziert)

Aus diesem Grund reflektieren Solarmodule bei kleinen Einfallswinkeln θ (siehe Abbildung 3) nur einen Bruchteil des Sonnenlichts (ca. 5 %). Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass trotz Texturierung und Antireflexbeschichtung der Anteil des reflektierten Sonnenlichts mit steigendem Einfallswinkel exponentiell zunimmt (siehe Abbildung 4).

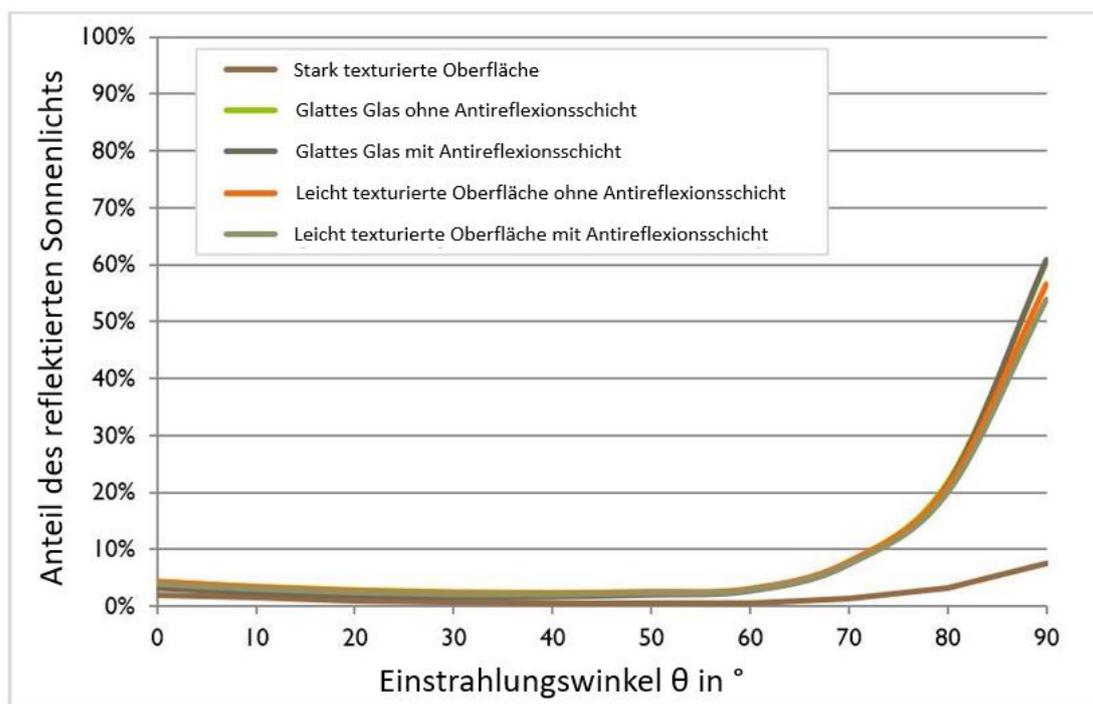


Abbildung 4: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypen – Quelle: [4], modifiziert

Da bereits Reflexionen von weniger als 1 % des Sonnenlichts zu einer Absolutblendung führen können [1], müssen alle Einfallswinkel berücksichtigt werden.

Die Oberflächentexturierung des Modulglases führt dazu, dass das Sonnenlicht zwar weniger intensiv, dafür aber diffus (gestreut) reflektiert wird, d. h. der Immissionsort der Reflexion wird vergrößert. Die Intensität von Reflexionen an Solarmodulen ist daher nicht vergleichbar mit Reflexionen an z. B. glatten Fensterscheiben, bei denen das Sonnenlicht gerichteter reflektiert wird. Neue PV-Module besitzen in der Regel eine Antireflexbeschichtung und zumindest eine leicht texturierte Oberfläche. Dies wird auch für die Solarmodule der geplanten PVA angenommen.



Abbildung 5: Veranschaulichung der Reflexion an einem texturierten Modulglas (mitte-links) und einem glatten Modulglas (mitte-rechts) – Quelle Aufnahme: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

4.2 Modellierung der Reflexionen

Reflexionen an PV-Modulen können geometrisch hergeleitet werden. Hierzu werden die Module, die relevanten Immissionsorte und die Sonne in einem gemeinsamen Koordinatensystem modelliert [1]. Der standortbezogene Sonnenverlauf kann für jeden Zeitpunkt im Jahr auf Basis mathematischer Funktionen ermittelt werden [5]. Durch Winkelbeziehungen und Strahlungsgesetze lässt sich nachvollziehen, wo und wann Blendwirkungen auftreten. Die Berücksichtigung von modulglasspezifischen Streuwinkeln und Reflexionskoeffizienten ermöglicht eine noch präzisere Betrachtung [4].

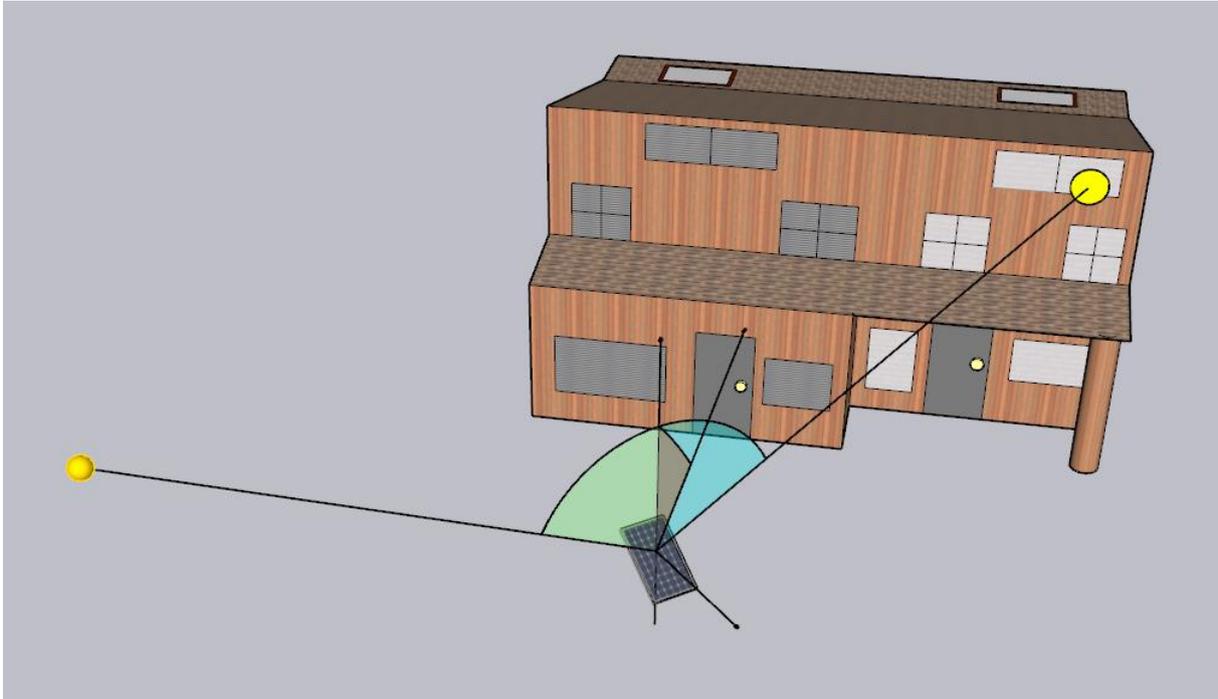


Abbildung 6: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion – Quelle: Eigene Abbildung

Im Rahmen der Simulation wird mit der Software ForgeSolar die Blendwirkung der PVA mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute für ein ganzes Jahr berechnet. Die Software basiert auf dem „Solar Glare Hazard Analysis Tool“ (SGHAT) der Sandia National Laboratories. Eine Auflistung der Annahmen und Einschränkungen zur Simulation befindet sich in Anhang A.

5 Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen

5.1 Übersicht

Der LAI-Leitfaden benennt als maßgebliche Immissionsorte schutzbedürftige Räume, sofern sie zu einer der folgenden Kategorien gehören [1]:

- Wohnräume
- Schlafräume (einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien)
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume
- An relevanten Gebäuden anschließende Außenflächen (z. B. Terrassen und Balkone)

Östlich der PVA befindet sich ein Wohngebiet. Die drei nächstgelegenen Häuser werden in der Simulation jeweils durch einen „Observationspunkt“ (OP) repräsentiert. Ein OP dient als Detektorpunkt für eintreffende Reflexionen. Die OP wurden immer in einer Höhe von 4,5 m definiert, um der Augenhöhe einer stehenden Person im ersten Obergeschoss zu entsprechen. Je höher ein Immissionsort liegt, desto höher ist in der Regel die Immissionsbelastung durch Reflexionen.

Das Gewerbegebiet westlich der B 260 wird aufgrund der Topografie sowie der lokalen Vegetation keine relevanten Lichtimmissionen erfahren.



Abbildung 7: Position der definierten Observationspunkte (OP) - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

5.2 Erläuterung der Auswertungsmethodik

Gemäß des LAI-Leitfadens liegt eine erhebliche Belästigung durch PVA-bedingte Lichtimmissionen vor, wenn ein schutzwürdiger Raum mehr als 30 Minuten pro Tag und/oder 30 Stunden (1800 Minuten) pro Jahr Blendwirkungen erfährt [1]. Bei der Ermittlung der Blendzeiten sind jedoch nicht alle Reflexionen zu berücksichtigen, wie die Leitlinie vorschreibt.

Laut dem LAI-Leitfaden soll zur Ermittlung der Blendzeiten ein vereinfachtes (idealisiertes) Modell verwendet werden, bei dem die Solarmodule als ideal verspiegelte Flächen dargestellt werden [1]. Da eine Spiegelfläche das Sonnenlicht gerichtet reflektiert, findet keine oder nur eine sehr geringe Streuung des Sonnenlichts statt. Je geringer die Streuung, desto kürzer sind die Blendzeiten. In der Simulation wurde jedoch ein realistisches Modell verwendet, das die oberflächenspezifischen Eigenschaften realer Solarmodule berücksichtigt. Um dennoch eine Bewertung nach dem Licht-Leitlinie zu ermöglichen, werden die Blendwirkungen, die lediglich mit dem vereinfachten Modell ermittelt würden, als "Kernblendung" und die übrigen als "gestreute Reflexion" bezeichnet und stets differenziert dargestellt.

Zudem sind laut dem Leitfaden Reflexionen, die am Immissionsort mit einem Differenzwinkel $\leq 10^\circ$ zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten, nicht als relevante Blendwirkungen zu betrachten [1]. Dies berücksichtigt den Umstand, dass bei tiefstehender Sonne PVA-bedingte Blendwirkungen von der direkten Sonneneinstrahlung überlagert werden. Diese Reflexionen werden im Folgenden ebenfalls differenziert dargestellt, sofern sie auftreten.

Zeitangaben (Uhrzeiten) sind stets in Mitteleuropäischer Normalzeit (MEZ, UTC+1) angegeben. Die Simulation geht immer von klarem Himmel aus, sodass die Zeitangaben für Lichtimmissionen bzw. Blendwirkungen als "Worst-Case"-Betrachtungen gelten.

In der Simulation werden üblicherweise keine Hindernisse (wie Bäume) berücksichtigt. Hindernisse können jedoch die Sicht auf die PVA einschränken oder diese verschatten, wodurch potenzielle Blendzeiten verkürzt werden. Falls Hindernisse berücksichtigt wurden, wird dies an entsprechender Stelle explizit erwähnt.

Im Rahmen der Simulation zur Ermittlung der Blendwirkungen/Lichtimmissionen an den Observationspunkten wurde der westlich der PVA gelegene Berg berücksichtigt (siehe Abbildung 8), der die PVA bei tiefstehender Sonne in den Abendstunden (insbesondere im Frühjahr und Herbst) verschattet und somit die potenziellen Blendzeiten reduziert.



*Abbildung 8: Der Berg westlich der PVA wurde als Verschattungsquelle in der Simulation berücksichtigt
- Quelle Abbildung: Google Earth Pro*

5.3 Ergebnisse

5.3.1 Observationspunkt 1

Am OP 1 können maximal 9 Minuten pro Tag und 748 Minuten pro Jahr relevante Kernblendungen auftreten. Damit werden die Grenzwerte des LAI-Leitfadens eingehalten. Erhebliche Belästigungen treten somit nicht auf.

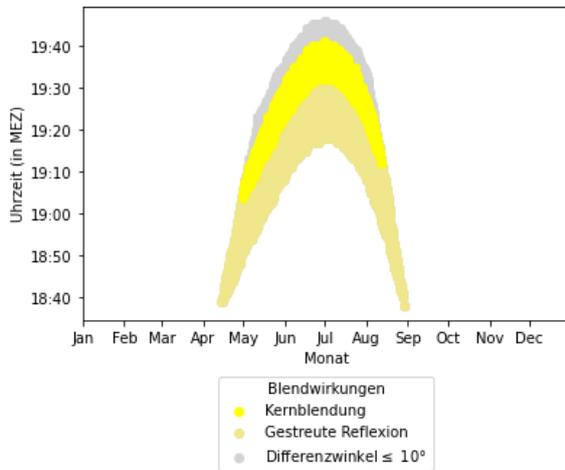


Abbildung 9: Blendzeiten bei OP 1

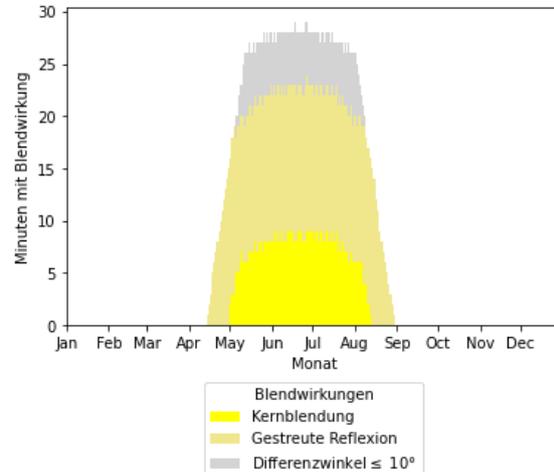


Abbildung 10: Blenddauer pro Tag bei OP 1

5.3.2 Observationspunkt 2

Am OP 2 können maximal 7 Minuten pro Tag und 472 Minuten pro Jahr relevante Kernblendungen auftreten. Damit werden die Grenzwerte des LAI-Leitfadens eingehalten. Erhebliche Belästigungen treten somit nicht auf.

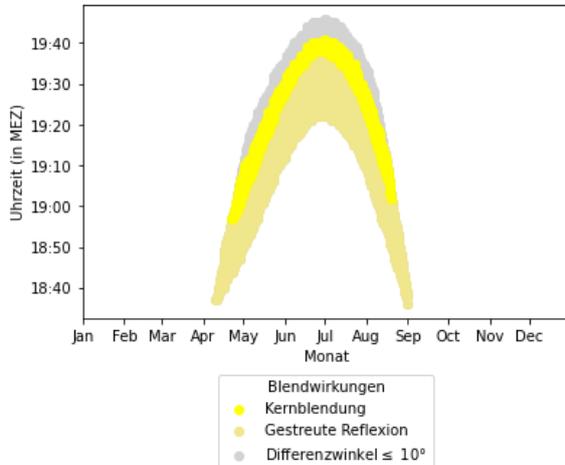


Abbildung 11: Blendzeiten bei OP 2

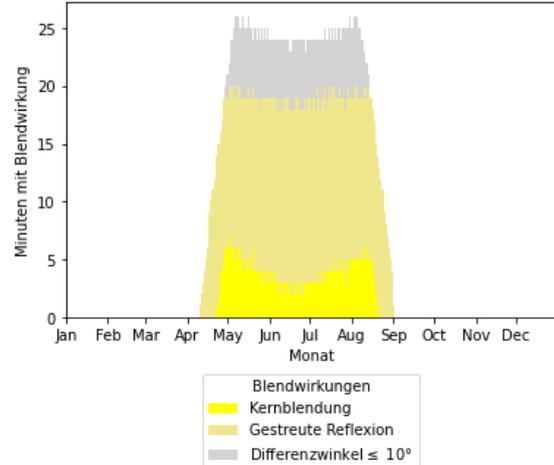


Abbildung 12: Blenddauer pro Tag bei OP 2

5.3.3 Observationspunkt 3

Am OP 3 können keine Kernblendungen auftreten. Damit werden die Grenzwerte des LAI-Leitfadens eingehalten. Erhebliche Belästigungen treten somit nicht auf.

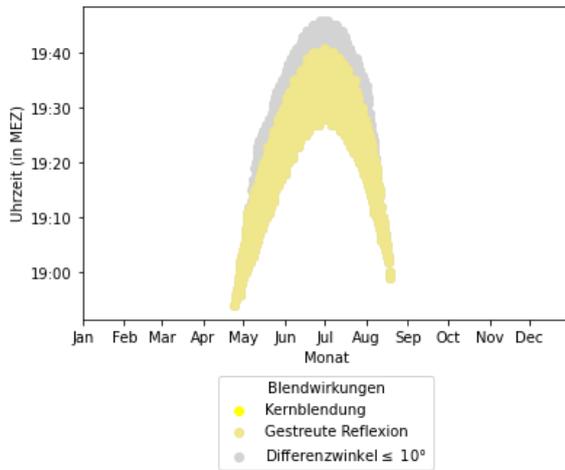


Abbildung 13: Blendzeiten bei OP 3

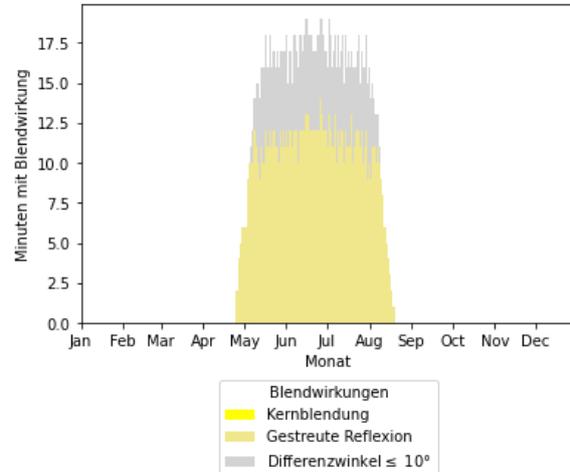


Abbildung 14: Blenddauer pro Tag bei OP 3

6 Blendwirkungen auf den Straßenverkehr

6.1 Übersicht

Im Folgenden sind die relevanten Verkehrswege dargestellt, die aufgrund ihrer räumlichen Nähe und Position zur geplanten Photovoltaikanlage hinsichtlich potenzieller Blendwirkungen untersucht wurden. Land- und forstwirtschaftliche Wege (sogenannte Feldwege) sowie Straßen mit lediglich sporadischem Verkehrsaufkommen gelten als nicht relevant und werden daher nicht weiter berücksichtigt.

Als relevanter Verkehrsweg wurde die Bundesstraße B 260 im Westen der Photovoltaikanlage identifiziert.

Die Ortsstraßen im Wohngebiet im Osten sowie im Gewerbegebiet im Westen werden aufgrund der Topografie, der Vegetation (Bäume) und der Bebauung nicht von Blendwirkungen betroffen sein. Der Weg, der durch das südliche Anlagengelände verläuft, ist als Feldweg mit geringem Verkehrsaufkommen zu klassifizieren und wird somit als nicht relevant eingestuft.

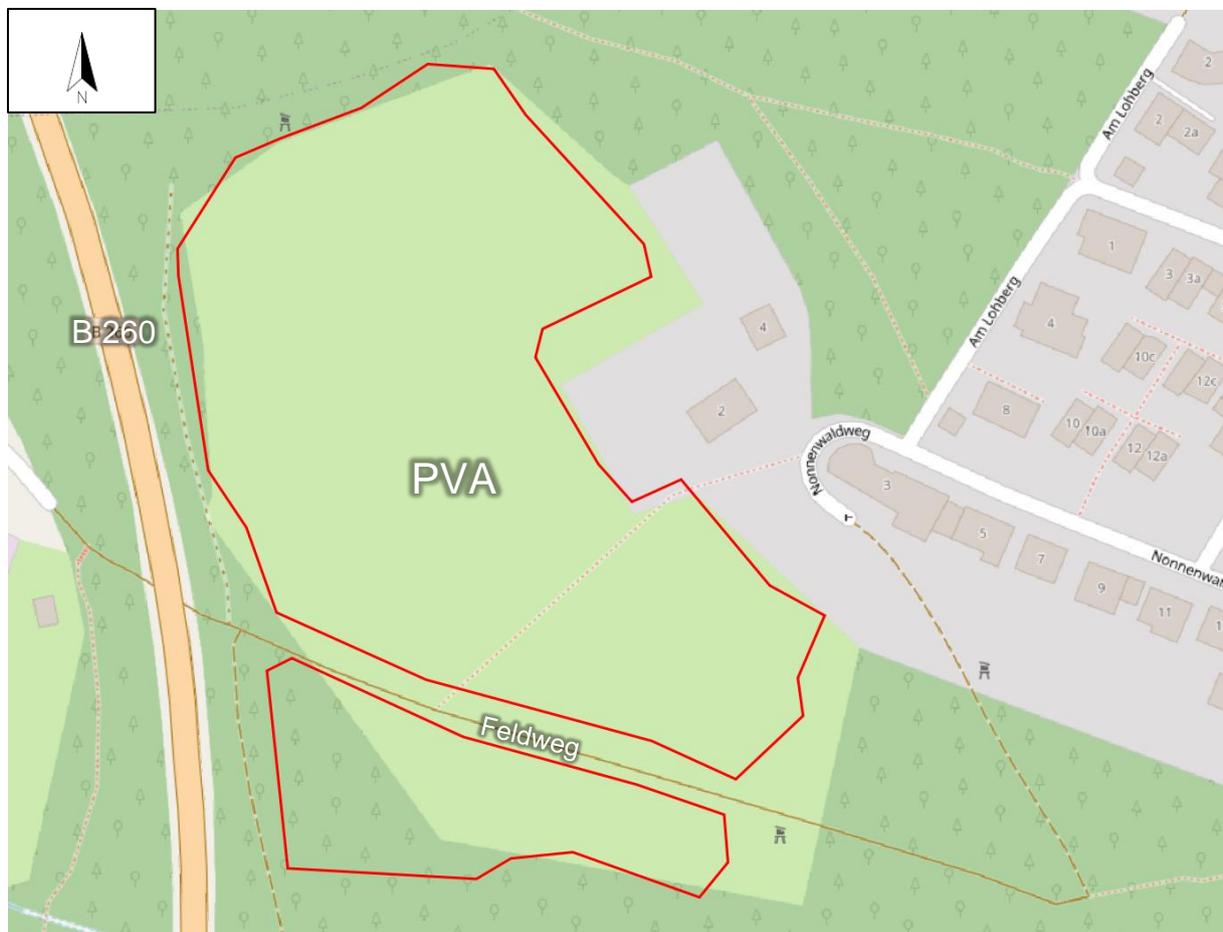


Abbildung 15: Übersicht der relevanten Verkehrswege

6.2 Erläuterung der Auswertungsmethodik

In der Simulation wurden als Verkehrsteilnehmer PKW- und LKW-Fahrer berücksichtigt, die sich in ihrer Sitzhöhe (und damit Augenhöhe) unterscheiden. Die Augenhöhe der PKW-Fahrer wurde mit 1,20 und die der LKW-Fahrer mit 2,65 m angenommen.

Für die Beurteilung der Blendwirkungen von Photovoltaikanlagen im Verkehr ist es eine etablierte Methode, ein für Blendwirkungen relevantes (bzw. kritisches) Sichtfeld in Bezug zur Fahrtrichtung zu definieren und mittels Simulation zu prüfen, ob in diesem Sichtfeld Reflexionen auftreten. Reflexionen im peripheren Sichtbereich einer Person führen in der Regel zu keiner maßgeblichen Beeinträchtigung. Der relevante (horizontale) Sichtbereich einer fahrenden Person wurde in Anlehnung an [6] und [7] auf 60° festgelegt (je 30° zu beiden Seiten der Blickrichtung). Für Fahrzeugführer wird angenommen, dass die Blickrichtung mit der Fahrtrichtung übereinstimmt [6]. Abbildung 17 zeigt das relevante Sichtfeld einer fahrenden Person. Treten Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtfeldes auf, werden sie pauschal als vernachlässigbar angesehen (und auch simulationstechnisch nicht erfasst).

Das relevante Sichtfeld an Kreuzungen oder Bahnübergängen wird jedoch als 180°-Sichtfeld definiert, um das Umschauen in verschiedene Richtungen zu berücksichtigen.

Darüber hinaus werden PVA-bedingte Blendwirkungen im relevanten Sichtfeld auch dann als vernachlässigbar eingestuft, wenn die verursachenden Reflexionen mit einem Differenzwinkel $\leq 10^\circ$ zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten und gleichzeitig der Höhenwinkel der Sonne $\leq 6,5^\circ$ beträgt. Wenn beide Kriterien zutreffen, blendet die Sonne aus der gleichen Richtung und überlagert die Blendwirkung der PVA (definiert in Anlehnung an [1]) und kann tendenziell nicht mehr durch eine Blende abgeschirmt werden (Annahme). Sofern solche Blendwirkungen/Reflexionen auftreten, werden diese im Folgenden separat dargestellt.

Zeitangaben (Uhrzeiten) sind stets in Mitteleuropäischer Normalzeit (MEZ, UTC+1) angegeben. Die Simulation geht immer von klarem Himmel aus, sodass die Zeitangaben für Lichtimmissionen bzw. Blendwirkungen als "Worst-Case"-Betrachtungen gelten.

In der Simulation werden üblicherweise keine Hindernisse (wie Bäume) berücksichtigt. Hindernisse können jedoch die Sicht auf die PVA einschränken oder diese verschatten, wodurch potenzielle Blendzeiten verkürzt werden. Falls Hindernisse berücksichtigt wurden, wird dies an entsprechender Stelle explizit erwähnt.

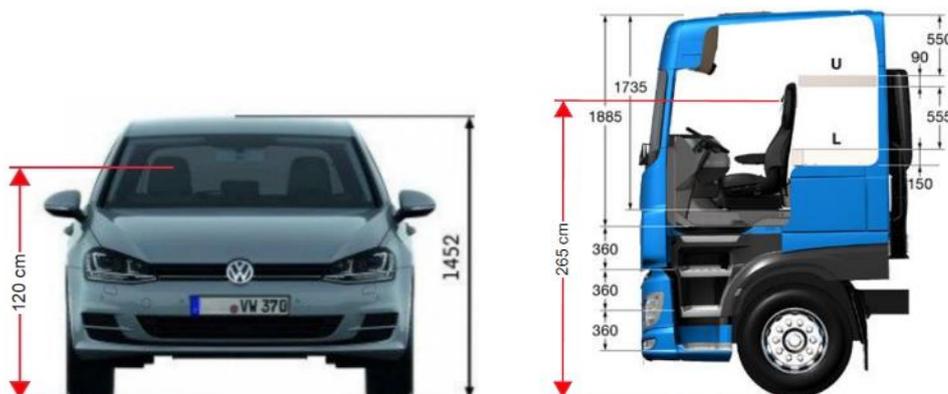


Abbildung 16: Augenhöhe der Straßenverkehrsteilnehmer
– Quelle: Volkswagen AG, BTS GmbH & Co. KG, modifiziert

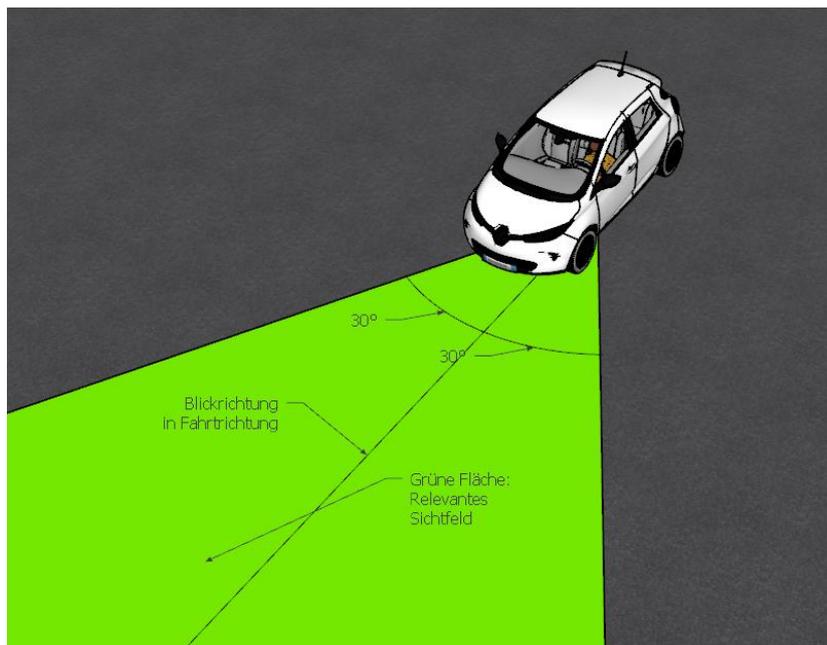


Abbildung 17: Darstellung des für Blendwirkungen relevanten Sichtfeldes von Fahrzeugführern während der Fahrt – Quelle: Eigene Abbildung

6.3 Ergebnisse

6.3.1 Bundesstraße B 260

Die durchgeführte Simulation hat gezeigt, dass selbst ohne die örtliche Vegetation (Bäume) und unter rein geometrischer Betrachtung keine Reflexionen in das relevante Sichtfeld der Fahrzeugführer auf der Bundesstraße B 260 gelangen können.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI), *Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen (Leitfaden)*. 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/lichthinweise-2015-11-03mit-formelkorrektur_aus_03_2018_1520588339.pdf
- [2] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 5. Aufl. Carl Hanser Verlag München, 2020.
- [3] Volker Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*, 9. Aufl. Carl Hanser Verlag München, 2015.
- [4] J. Yellowhair und C. K. Ho, „Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and Glint/Glare Impacts“, San Diego, California, USA, San Diego, California, USA: American Society of Mechanical Engineers, Juni 2015, S. V002T11A003. doi: 10.1115/ES2015-49481.
- [5] J. A. Duffie und W. A. Beckman, „Solar Engineering of Thermal Processes“, Bd. 4, 2013.
- [6] Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE), „Blendung durch Photovoltaikanlagen - OVE-Richtlinie R 11-3“. 2016.
- [7] R. Jurado-Piña und J. M. P. Mayora, „Methodology to Predict Driver Vision Impairment Situations Caused by Sun Glare“, *Transportation Research Record*, Bd. 2120, Nr. 1, S. 12–17, Jan. 2009, doi: 10.3141/2120-02.

Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT



4. Assumptions and Limitations

Below is a list of assumptions and limitations of the models and methods used in SGHAT:

- The software currently only applies to flat reflective surfaces. For curved surfaces (e.g., focused mirrors such as parabolic troughs or dishes used in concentrating solar power systems), methods and models derived by Ho et al. (2011) [1] can be used and are currently being evaluated for implementation into future versions SGHAT.
- SGHAT does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.
- SGHAT assumes that the PV array is aligned with a plane defined by the total heights of the coordinates outlined in the Google map. For more accuracy, the user should perform runs using minimum and maximum values for the vertex heights to bound the height of the plane containing the solar array. Doing so will expand the range of observed solar glare when compared to results using a single height value.
- SGHAT does not consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.
- The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm [2] and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.
- The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.
- Single- and dual-axis tracking compute the panel normal vector based on the position of the sun once it is above the horizon. Dual-axis tracking does not place a limit on the angle of rotation, unless the sun is below the horizon. For single-axis tracking, a maximum angle of rotation can be applied to both the clockwise and counterclockwise directions.

Ausschnitt wurde dem SGHAT-Handbuch (Solar Glare Hazard Analysis Tool) entnommen. Das vollständige Handbuch kann unter folgendem Link gefunden werden:

https://forgesolar.com/static/docs/SGHAT3-GlareGauge_user_manual_v1.pdf